

(12)

DEMANDE DE BREVET EUROPEEN

(21) Numéro de dépôt: 84400781.5

(51) Int. Cl.³: **E 21 B 49/00**
E 21 B 49/08, E 21 B 47/10
E 21 B 47/06

(22) Date de dépôt: 19.04.84

(30) Priorité: 22.04.83 FR 8307075

(43) Date de publication de la demande:
14.11.84 Bulletin 84/46

(84) Etats contractants désignés:
DE GB IT NL

(71) Demandeur: **FLOPETROL SERVICES INC.**
Woodlands Drive Building 24 Kirkhill Industrial Estate
Dyce Aberdeen, AB2 0ES(GB)

(72) Inventeur: **Bourdet, Dominique**
4, Allée des Ecurails Vaux-le-Pénil
F-77000 Melun(FR)

(72) Inventeur: **Whittle, Timothy**
Gray's Red Lynch
Salisbury Wiltshire SPS 2HF(GB)

(74) Mandataire: **Dupont, Henri**
Service des Brevets c/o Flopetrol 228, rue Einstein
Vaux-le-Pénil
F-77005 Melun(FR)

(54) Méthode de détermination des caractéristiques d'une formation souterraine produisant un fluide.

(57) L'invention a pour objet une méthode de détermination des caractéristiques physiques d'un système formé d'un puits et d'une formation souterraine contenant un fluide et communiquant avec le puits. On provoque un changement de débit dudit fluide et on mesure une grandeur caractéristique de la pression P du fluide à des intervalles de temps successifs Δt . On compare ensuite

- d'une part, l'évolution théorique du logarithme de la dérivée $P'd$ de la pression sans dimension en fonction du logarithme de t_0/C_0 , la dérivée $P'd$ étant par rapport à t_0/C_0 , t_0 représentant le temps sans dimension et C_0 l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits, avec

- d'autre part, l'évolution expérimentale du logarithme de la dérivée $\Delta P'$ de la pression en fonction du logarithme des intervalles de temps correspondants Δt , la dérivée $\Delta P'$ étant par rapport au temps t . On détermine enfin de la comparaison desdites évolutions théorique et expérimentale le produit kh de la perméabilité k par l'épaisseur de ladite formation h , et le coefficient C .

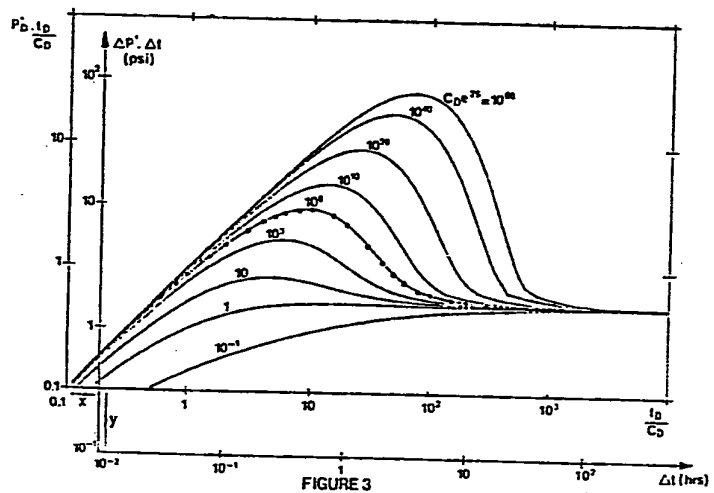


FIGURE 3

La présente invention concerne les essais de puits d'hydrocarbures, permettant de déterminer les caractéristiques physiques du système formé d'un puits et d'une formation souterraine (appelée aussi "réservoir") produisant des hydrocarbures à travers le puits. De façon plus précise, l'invention se rapporte à une méthode selon laquelle le débit de fluide produit par le puits est modifié en fermant ou en ouvrant une vanne qui se trouve à la surface ou dans le puits. Les variations de pression résultantes sont mesurées et enregistrées au fond du puits en fonction du temps écoulé depuis le début des essais, c'est-à-dire depuis la modification du débit. Les caractéristiques du système puits-formation souterraine peuvent être déduites de ces données expérimentales. Les données expérimentales des essais de puits sont analysées en comparant la réponse de la formation souterraine à un changement de débit du fluide produit, avec le comportement de modèles théoriques ayant des caractéristiques bien définies et soumis au même changement de débit que la formation étudiée. Habituellement, les variations de pression en fonction du temps caractérisent le comportement du système puits-formation et l'enlèvement à débit constant de fluides, par l'ouverture d'une vanne dans le puits initialement fermé, est la condition d'essai qui est appliquée à la formation et au modèle théorique. Lorsque leurs comportements sont identiques, on suppose que le système étudié et le modèle théorique sont identiques aussi bien au point de vue quantitatif que qualitatif. En d'autres termes, ces réservoirs sont supposés avoir les mêmes caractéristiques physiques.

Les caractéristiques obtenues de cette comparaison dépendent du modèle théorique : plus le modèle est compliqué, plus les caractéristiques qui peuvent être déterminées sont nombreuses. Le modèle de base est représenté par une formation homogène avec des

limites supérieure et inférieure imperméables et avec une extension radiale infinie. Le débit dans la formation est alors radial, dirigé vers le puits.

Cependant, le modèle théorique le plus couramment utilisé est plus compliqué. Il comporte les caractéristiques du modèle de base auquel on ajoute des conditions internes telles que l'effet pariétal ("skin effect" en anglais) et l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits ("wellbore storage" en anglais). L'effet pariétal est défini par un coefficient S qui caractérise l'endommagement ou la stimulation de la partie de la formation adjacente au puits. L'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits est caractérisé par un coefficient C qui résulte de la différence de débit de fluide produit par le puits, entre la formation souterraine et la tête de puits, lorsqu'une vanne située en tête de puits est soit fermée soit ouverte. Le coefficient C est exprimé habituellement en baril par psi, un baril étant égal à $0,16m^3$ et un psi égal à 0,069 bar.

Le comportement d'un modèle théorique est représenté de façon commode par un graphe de courbes-type qui représentent les variations de pression, en fonction du temps, du fluide au fond du puits. Ces courbes sont habituellement tracées en coordonnées cartésiennes et en échelle logarithmique, la pression sans dimension étant portée en ordonnée et le temps sans dimension étant porté en abscisse. De plus, chaque courbe est caractérisée par un ou plusieurs nombres sans dimension qui représentent chacun une caractéristique (ou une combinaison de caractéristiques) du système théorique formé par un puits et un réservoir. Un paramètre sans dimension est défini par le paramètre réel (la pression par exemple) multiplié par une expression qui inclut certaines caractéristiques du système puits-réservoir de façon à rendre le paramètre sans dimension indépendant de ces caractéristiques.

C'est ainsi que le coefficient S caractérise uniquement l'effet pariétal mais est indépendant des autres caractéristiques du réservoir et des conditions expérimentales telles que le débit, la viscosité du fluide, la perméabilité de la formation, etc.

5 Lorsque le modèle théorique et le système étudié puits-formation correspondent, la courbe expérimentale et l'une des courbe-types représentées avec les mêmes échelles de coordonnées ont une forme identique mais sont décalées l'une par rapport à l'autre. Les
10 décalages suivant les deux axes, en ordonnée pour la pression et en abscisse pour le temps, sont proportionnels à des valeurs de caractéristiques du système puits-réservoir qui peuvent ainsi être déterminées.

Des informations qualitatives sur la formation souterraine, telle que par exemple la présence d'une fracture, sont obtenues par
15 l'identification des différents régimes sur le graphe en échelle logarithmique représentant les données expérimentales. Sachant qu'une caractéristique particulière du système puits-réservoir, telle que par exemple une fracture verticale, se caractérise par un régime particulier, tous les différents régimes apparaissant
20 sur le graphe des données expérimentales sont identifiées pour sélectionner le modèle de système puits-réservoir approprié. Des graphes spécialisés ne tenant compte que d'une partie des données expérimentales permettent la détermination plus précise des caractéristiques du système. On revient ensuite au graphe en
25 échelle logarithmique prenant en compte toutes les données pour confirmer le choix du système et la détermination quantitative des caractéristiques de la formation. Ces dernières sont obtenues en sélectionnant une courbe-type ayant la même forme que la courbe expérimentale et en déterminant le décalage des axes de
30 coordonnées de la courbe expérimentale par rapport à la courbe théorique.

A un même modèle théorique correspondent plusieurs graphes de courbes- type. Ceci dépend des paramètres sans dimension choisis pour la représentation des axes de coordonnées du graphe, ainsi que d'un ou plusieurs "index". Un "index" n'est autre qu'un paramètre supplémentaire (ou une combinaison de paramètres)choisi pour la représentation des courbes, en complément des paramètres sans dimension des axes de coordonnées. La comparaison des différentes méthodes utilisées est donnée dans l'article intitulé "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type Curves for Early-Time Transient Analysis" (Comparaison entre les différentes courbes-type avec effet pariétal et effet de compression ou de décompression pour l'analyse des transitoires précoces) par A.C. Gringarten & al., publié par "Society of Petroleum Engineers of AIME", (n° SPE 8205). Le brevet des Etats-Unis d'Amérique 4,328,705 décrit également une méthode selon laquelle les courbes-type sont représentées en utilisant la pression sans dimension P_D pour l'axe des ordonnées et le rapport t_D/C_D pour l'axe des abscisses, t_D étant le temps sans dimension et C_D le coefficient sans dimension caractérisant l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits. L'inconvénient de la méthode décrite dans ce brevet est que les courbes-type ont des formes variant relativement lentement l'une par rapport à l'autre. Il en résulte une certaine incertitude dans le choix de la courbe-type correspondant à la courbe expérimentale. On remarque également que pour effectuer une analyse complète, on est obligé de faire appel non seulement à un graphe en échelle logarithmique représentant l'ensemble des données expérimentales, mais d'utiliser également des graphes spécialisés, en échelle semi-logarithmique par exemple, pour n'analyser qu'une partie des données mais d'une façon plus précise.

On a déjà songé à utiliser la dérivée mathématique de la pression sans dimension, P'_D , au lieu de la pression sans dimension P_D . C'est ainsi que dans l'article intitulé "Application of the P'_D Function to Interference Analysis" (Application de la fonction P'_D à l'analyse des tests d'interférence) publié dans "Journal of Petroleum Technology" d'août 1980, page 1465, l'évolution de la dérivée P'_D (dérivée par rapport à t_D) en fonction de t_D est utilisée pour analyser des essais d'interférence entre un puits de production et un puits d'observation. On enregistre les variations de pression dans le puits d'observation lorsqu'on modifie le débit de fluide produit par le puits de production. Dans ce cas, l'effet pariétal et l'effet de compression ou de décompression du fluide n'interviennent pas. C'est donc un cas très simple dans lequel on analyse la réponse de la formation souterraine dans un puits éloigné du puits producteur. Il en résulte qu'il n'y a pas une famille de courbes-type mais une seule courbe.

La dérivée de la pression P'_D (dérivée par rapport à t_D) a été également mise à profit pour caractériser les réservoirs contenant deux failles étanches parallèles autour du réservoir, dans l'article intitulé "Detection and Location of Two Parallel Sealing Faults Around a Well" (Détection et localisation de deux failles étanches parallèles autour d'un puits) paru dans "Journal of Petroleum Technology" d'octobre 1980, page 1701. Cet article ne traite que d'un problème particulier.

Le comportement en pression d'un puits produisant un fluide légèrement compressible à travers un plan unique d'une fracture verticale dans un réservoir infini a été analysé à l'aide de la dérivée mathématique de la pression sans dimension P'_D , (dérivée par rapport à un temps sans dimension t_{Df}) dans l'article intitulé "Application of P'_D Function to Vertically Fractured Wells" (Application de la fonction P'_D au puits fracturé verticalement) paru dans "Society of Petroleum Engineers" of AIME, SPE 11028, du 26-29 septembre 1982.

Cet article ne concerne qu'un cas particulier dans lequel la courbe-type est unique et pour lequel les avantages de l'utilisation de la dérivée de la pression ne sont pas évidents par rapport aux méthodes classiques. De plus, l'effet pariétal et l'effet de compression ou de décompression du fluide n'interviennent pas.

La présente invention a pour objet une méthode de détermination des caractéristiques d'un système puits-réservoir permettant une meilleure identification entre le comportement expérimental du système analysé formé par le puits et la formation souterraine et le comportement d'un modèle théorique. Ce modèle est général, à savoir que la formation peut être homogène ou hétérogène et qu'il tient compte de l'effet pariétal et de l'effet de compression ou de décompression du fluide et éventuellement de la double porosité du réservoir et des fractures du puits. La méthode selon la présente invention permet une analyse globale et unique du comportement du système puits-réservoir, sans recourir à des analyses spécialisées. L'invention permet également l'analyse des données expérimentales lorsque la condition imposée au système est la fermeture du puits, grâce à un choix judicieux des paramètres. La méthode selon la présente invention peut également être avantageusement combinée à une méthode de l'art antérieur.

De façon plus précise, la présente invention concerne une méthode de détermination des caractéristiques physiques d'un système formé d'un puits et d'une formation souterraine contenant un fluide et communiquant avec ledit puits, ladite formation présentant de l'effet pariétal et/ou le fluide se comprimant ou se décompressant dans le puits et ladite formation étant homogène ou hétérogène. Selon la méthode, on provoque un changement de débit dudit fluide, on mesure une grandeur caractéristique de la pression P du fluide à des intervalles de temps successifs Δt et on compare,

- d'une part, à partir d'un modèle théorique de système de puits-réservoir, l'évolution théorique du logarithme de la dérivée P'_D de la pression sans dimension en fonction du logarithme de t_D/C_D , ladite dérivée P'_D étant par rapport à t_D/C_D , t_D représentant le temps sans dimension et C_D le coefficient sans dimension de l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits, avec
 - d'autre part, l'évolution expérimentale du logarithme de la dérivée $\Delta P'$ de la pression en fonction du logarithme des intervalles de temps correspondants Δt , ladite dérivée $\Delta P'$ étant par rapport au temps t ,
- et on détermine de la comparaison desdites évolutions théorique et expérimentale au moins une caractéristique du système puits-formation, choisie parmi le produit kh de la perméabilité k par l'épaisseur de ladite formation h , le coefficient C_D et le coefficient S de l'effet pariétal.

Ladite évolution théorique peut avantageusement être celle du logarithme du produit $P'_D \cdot t_D/C_D$ en fonction du logarithme de t_D/C_D et ladite évolution expérimentale est celle du logarithme du produit $\Delta P' \cdot \Delta t$ en fonction du logarithme de Δt .

Ladite évolution théorique peut également être fonction d'un index représentant une grandeur caractéristique du produit $C_D e^{2S}$. Lorsque le changement de débit du fluide correspond à la fermeture du puits, on peut avantageusement comparer ladite évolution théorique avec l'évolution expérimentale du logarithme de l'expression :

$$\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \cdot \Delta t \cdot \Delta P'$$

en fonction du logarithme des intervalles de temps Δt , t_p étant le temps pendant lequel le puits a été mis en production.

Certaines étapes de la présente invention, notamment

l'identification des données expérimentales avec le comportement d'un modèle théorique ayant des caractéristiques bien précises, peuvent être mises en oeuvre à l'aide d'un ordinateur. Cependant, ces étapes sont avantageusement mises en oeuvre en traçant un
 5 graphe théorique en coordonnées cartésiennes et en échelle logarithmique, ledit graphe représentant l'évolution théorique de la dérivée P'_D en fonction de t_D/C_D ou encore l'évolution théorique du produit $P'_D \cdot t_D/C_D$ en fonction de t_D/C_D .

On peut également tracer une courbe expérimentale à l'aide des
 10 données expérimentales avec la même échelle logarithmique que ledit graphe théorique, la courbe expérimentale représentant soit l'évolution expérimentale de $\Delta P'$ en fonction de Δt , soit l'évolution expérimentale du produit $\Delta P' \cdot \Delta t$ en fonction de

Δt . On peut alors faire correspondre la courbe expérimentale
 15 avec l'une des courbes-type du graphe théorique et on peut en déterminer certaines caractéristiques physiques du système puits-formation souterraine.

L'invention a également pour objet les graphes théoriques obtenus tel qu'indiqué précédemment.

20 L'invention sera mieux comprise à l'aide de la description qui va suivre de modes de réalisation de l'invention donnés à titre d'exemples explicatifs mais nullement limitatifs. La description se rapporte aux dessins qui l'accompagnent dans lesquels :

- la figure 1 représente en échelle logarithmique un graphe de
 25 courbe-type représentant P'_D en fonction de t_D/C_D , l'index représentant les valeurs de $C_D e^{2S}$;
- la figure 2 montre un graphe de courbes-type en échelle logarithmique représentant $P'_D \cdot t_D/C_D$ en fonction de t_D/C_D , l'index étant $C_D e^{2S}$;
- 30 - la figure 3 illustre la méthode selon la présente invention pour la détermination des caractéristiques physiques d'une formation souterraine produisant un fluide ;

- la figure 4 représente en échelle logarithmique un graphe de courbes-type représentant $P'_D \cdot t_D / C_D$ en fonction de t_D / C_D pour une formation souterraine à double porosité ; et
- la figure 5 représente deux séries de courbes-type en échelle logarithmique, l'une montrant des courbes-type connues et l'autre montrant des courbes-types selon la présente invention.

Avant de mettre un puits d'hydrocarbures en production, on effectue généralement des mesures de façon à déterminer les caractéristiques physiques de la formation souterraine produisant ces hydrocarbures. Cette étape préliminaire avant la production est très importante car elle permet de définir les conditions les plus appropriées pour produire ces hydrocarbures et éventuellement pour améliorer la production. L'une de ces mesures consiste à faire varier le débit du fluide produit, en ouvrant ou fermant une vanne placée en tête de puits ou dans le puits lui-même, et à enregistrer les variations résultantes de pression en fonction du temps écoulé à partir de la modification de débit du fluide produit. On peut par exemple fermer complètement le puits et enregistrer l'augmentation de pression résultante (on obtiendra alors une courbe expérimentale dite courbe de "build-up"). On peut aussi faire produire un puits dont la production avait été arrêtée et enregistrer la diminution de pression correspondante (la courbe expérimentale obtenue s'appelle alors "courbe de drawdown").

Les variations de pression en fonction du temps peuvent être suivies à l'aide d'une sonde descendue dans le puits à l'extrémité d'un câble. Le câble peut être électrique et dans ce cas transmettre les informations de pression directement à un enregistreur situé à la surface. Lorsque le câble n'est pas conducteur, les variations de pression sont enregistrées dans des mémoires disposées dans la sonde. Ces mémoires sont ensuite lues en surface. On peut également installer une jauge de pression

dans une poche latérale de la colonne de production du puits, à proximité de la formation productrice. Un câble conducteur situé dans l'espace annulaire compris entre la colonne de production et le tubage relie la jauge de pression jusqu'à un enregistreur 5 situé à la surface. Un tel dispositif est décrit par exemple dans les brevets des Etats-Unis n° 3,939,705 et 4,105,279.

Les valeurs mesurées par les sondes de pression ne correspondent généralement pas à la pression elle-même, mais à une grandeur caractéristique de la pression telle que, par exemple, une 10 différence de deux fréquences. Par la suite, on utilisera l'expression "valeur de la pression" par commodité et clarté, tout en gardant à l'esprit que les données expérimentales peuvent correspondre à une grandeur caractéristique de la pression.

La figure 1 représente un graphe de nouvelles courbes-type, en 15 échelle logarithmique, représentant la dérivée mathématique P'_D de la pression sans dimension P_D en fonction du rapport t_D/C_D . t_D représente le temps sans dimension et C_D représentant la valeur du coefficient sans dimension de l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits. La dérivée mathématique 20 P'_D est faite par rapport à t_D/C_D . De plus, les variations de la dérivée de la pression P'_D sont représentées par rapport à un index $C_D e^{2S}$, qui n'est autre qu'une combinaison de deux caractéristiques physiques C_D et S du système puits-réservoir analysé. Il est à remarquer que l'index $C_D e^{2S}$ peut prendre une 25 valeur quelconque, qui n'est pas nécessairement entière. La valeur de la pression sans dimension P_D est donnée par l'équation suivante, en employant le système d'unités utilisé couramment dans l'industrie pétrolière et appelé "Oil field units" page 185 du livre intitulé "Advances in Well Test Analysis" publié par 30 "Society of Petroleum Engineers of AIME" - 1977 :

$$P_D = \frac{kh}{141,2 q B \mu} \Delta P \quad (1)$$

dans laquelle :

k représente la perméabilité de la formation souterraine,

h est l'épaisseur de la formation;

ΔP est la variation de pression,

$5 q$ est le débit du fluide en surface,

B est le coefficient de dilatation du fluide entre le réservoir et la surface (appelé en anglais "formation volume factor") et

μ est la viscosité du fluide.

La dérivée mathématique P'_D de la pression sans dimension P_D , par
10 rapport à t_D/C_D , est donnée par l'équation suivante :

$$P'_D = \frac{C}{0,04194 qB} \Delta P' \quad (2)$$

dans laquelle $\Delta P'$ est la dérivée (par rapport au temps t) de la variation de pression ΔP en fonction de l'intervalle de temps

Δt qui représente l'intervalle de temps s'étant écoulé depuis le
15 début de l'essai de la formation, c'est-à-dire l'intervalle de temps entre l'instant de mesure et l'instant de modification de débit du fluide.

La valeur du rapport t_D/C_D , dans le même système d'unités que pour les équations précédentes, est donnée par :

$$20 \quad \frac{t_D}{C_D} = 0,000295 \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta t}{C} \quad (3)$$

dans laquelle C est l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits.

Le graphe de la figure 1 caractérise le comportement d'un modèle de réservoir homogène et d'un puits présentant l'effet pariétal
25 et l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits.

Ce graphe est obtenue à partir de l'équation (A.2) de l'article intitulé "Determination of fissure volume and block size in

fractured reservoirs by type-curve analysis" (Détermination du volume des fissures et de la taille des blocs dans les réservoirs fissurés par analyse par courbes-type) publié par "Society of Petroleum Engineers" en septembre 1980, n° SPE 9293. Cette
 5 équation est donnée dans le domaine de Laplace. L'inversion dans le domaine des temps réels est obtenue à l'aide d'un algorithme d'inversion, tel que celui décrit par exemple par H. Stehfest dans "Communications of the ACM, D-5" du 13.01.70, n°1 page 47.

Les courbes de la figure 1 se caractérisent par trois parties
 10 distinctes : la partie gauche du graphe correspondant aux temps courts et étant caractéristique de l'effet de décompression du fluide du puits (cet effet est le plus important à l'ouverture de la vanne) ; la partie droite du graphe correspondant à un écoulement pur radial du réservoir et une partie intermédiaire
 15 entre les parties gauche et droite correspondant à un régime d'écoulement transitoire entre les deux écoulements-limite précédents. Cet écoulement intermédiaire est fonction de l'effet de décompression du fluide et de l'effet pariétal.

Sur la partie gauche du graphe, les courbes tendent vers une
 20 asymptote correspondant à une dérivée égale à 1. En effet, au tout début des essais, le phénomène prédominant est l'effet de décompression du puits lequel est caractérisé par l'équation :

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (4)$$

La dérivée de la pression sans dimension par rapport à t_D/C_D peut s'écrire :

$$\frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} = P'_D = 1 \quad (5)$$

On voit que la dérivée P'_D , pour ce type d'écoulement est égal à 1 et que les courbes-type se réduisent à une droite de pente nulle. La partie droite du graphe de la figure 1, qui correspond à un écoulement radial infini dans une formation homogène, est caractérisée par l'équation :

$$P_D = 0,5 \left[\ln \frac{t_D}{C_D} + 0,80907 + \ln C_D e^{2S} \right] \quad (6)$$

10 \ln représentant le logarithme népérien.

En dérivant P_D par rapport à t_D/C_D , on obtient :

$$\frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} = P'_D = \frac{0,5}{t_D/C_D} \quad (7)$$

et en passant en échelle logarithmique :

$$15 \quad \log P'_D = \log 0,5 - \log \frac{t_D}{C_D} \quad (8)$$

On remarque que la courbe représentée par l'équation (8) est une droite de pente égale à -1. Pour les temps courts et les temps longs, les courbes sont rectilignes et indépendantes de $C_D e^{2S}$, ce qui est un avantage considérable par rapport aux méthodes de 20 l'art antérieur. Entre les deux asymptotes, pour les temps intermédiaires, chaque courbe d'index $C_D e^{2S}$ a une forme différente bien contrastée.

Si dP représente la différence de deux mesures successives de la pression du fluide dans le puits et si dt représente l'intervalle 25 de temps (court) séparant ces deux mesures successives, on

calculé pour tous les couples de mesures successives les valeurs $\Delta P' = dP/dt$. Ce calcul permet de déterminer de façon pratique les valeurs successives de la dérivée mathématique $\Delta P'$ qui par définition est égale au rapport dP/dt lorsque dt tend vers zéro. En traçant la courbe $\Delta P'$ en fonction de Δt (Δt étant l'intervalle de temps entre l'instant de la mesure considérée et l'instant de modification de débit du fluide) de façon à former un graphe expérimental, et en prenant les mêmes échelles logarithmiques que celles adoptées pour tracer les courbes-type de la figure 1, on peut déterminer les caractéristiques physiques du système puits-formation souterraine. En effet, le décalage des ordonnées de la courbe expérimentale et des courbes-type permet de déterminer la valeur de C (ce qui est évident au vu de l'équation (2), en effectuant $\log P'_D - \log \Delta P'$ et en connaissant les valeurs de q et B). Le décalage des abscisses de la courbe expérimentale par rapport à la courbe-type choisie permet de déterminer la valeur kh (connaissant C et μ , ce qui est évident au vu de l'équation (3) en effectuant $\log t_D/C_D - \log \Delta t$). Enfin le choix de la courbe-type correspondant à la courbe expérimentale permet de déterminer le coefficient S (par le calcul préalable de C_D à partir de l'équation (14) comme il sera montré par la suite). Le graphe théorique de la figure 1 étant utilisé de la même façon que celui de la figure 2, par comparaison avec la courbe expérimentale, seule l'utilisation du graphe de la figure 2 est illustrée (figure 3).

La méthode de détermination des caractéristiques physiques par utilisation du graphe de la figure 1 a été améliorée en suivant l'évolution, non plus de la dérivée mathématique de la pression sans dimension, mais en suivant l'évolution, en fonction de t_D/C_D , du produit de la dérivée P'_D de la pression sans dimension (dérivée par rapport à t_D/C_D) par le rapport t_D/C_D . Cette nouvelle méthode est illustrée à la figure 2 par un graphe représentant le comportement d'une formation homogène présentant

l'effet pariétal et l'effet de décompression du fluide du puits. L'axe des ordonnées correspond à $P'_D \cdot t_D / C_D$ et l'axe des abscisses correspond à t_D / C_D , P'_D étant la dérivée de P_D par rapport à t_D / C_D .

5 De plus, l'index $C_D e^{2S}$ a été choisi pour représenter les courbes-type. Comme dans le cas de la figure 1, l'effet prédominant au début de l'essai de puits est l'effet de décompression du fluide. Cet effet correspond aux équations (4) et (5). A partir de l'équation (5), on peut écrire :

$$10 \quad P'_D \cdot \frac{t_D}{C_D} = \frac{t_D}{C_D} \quad (9)$$

On remarque dans cette dernière équation, que pour les temps courts, les courbes-type tendent vers une asymptote de pente égale à 1.

Pour les temps longs, correspondant à la partie droite du graphe 15 de la figure 2, les équations (6) et (7) demeurent valables puisqu'on se trouve en fin de test en écoulement radial infini pour une formation homogène. L'équation (7) peut s'écrire :

$$P'_D \cdot \frac{t_D}{C_D} = 0,5 \quad (10)$$

Il en résulte que pour les temps longs, la valeur du produit 20 $P'_D \cdot t_D / C_D$ est égale à 0,5 et que les courbes-type tendent vers une asymptote de pente nulle.

On remarque que pour le régime d'écoulement intermédiaire situé au centre du graphe de la figure 2, les courbes-type sont de forme très contrastée, ce qui permet une identification beaucoup 25 plus précise de la courbe expérimentale avec l'une des courbes-type que par les méthodes de l'art antérieur. Par rapport au graphe de la figure 1, on peut dire que le graphe de la figure 2 correspond, en première approximation, à une rotation de 45° du graphe de la figure 1. Cependant, les courbes-type ont un relief

plus accentué et la présentation du graphe de la figure 2 est plus pratique. Les valeurs de l'index C_D^{2S} sont indiquées sur les courbes-type. La figure 3 illustre l'utilisation du graphe des courbes-type de la figure 2. Ce graphe a été reproduit sur la figure 3 avec, en ordonnée, $P'_D \cdot t_D / C_D$ et en abscisse t_D / C_D . Les différences de pression dP mesurées dans le puits, pour des différences de temps successifs dt , sont utilisées pour calculer les valeurs $\Delta P' = dP/dt$ comme indiqué précédemment. On multiplie les valeurs successives de $\Delta P'$ par les intervalles de temps correspondants Δt et on trace ensuite un graphe expérimental représentant le produit $\Delta P' \cdot \Delta t$ en ordonnée en fonction de Δt en abscisse. Les valeurs de ΔP sont en psi (1 psi = 0,068 bar) et les valeurs de Δt sont en heure. Les deux graphes théorique et expérimental ont la même échelle logarithmique. On commence par superposer la partie droite, qui est rectiligne, de la courbe expérimentale tracée sur la figure 3 à l'aide de points, à la partie rectiligne des courbes-type à droite du graphe. Ceci est facile à réaliser puisque cette partie des courbes est une droite de pente nulle. On décale ensuite le graphe expérimental le long de l'axe des temps de façon à faire correspondre sa partie gauche avec la partie gauche des courbes-type. Ceci est également facile puisque cette partie des courbes-type est une droite de pente égale à 1. Si la formation souterraine étudiée a un comportement homogène, la courbe expérimentale doit alors se superposer parfaitement, aux erreurs de précision des mesures près, à une courbe-type. Dans l'exemple montré sur la figure 3, cette courbe-type correspond à $C_D^{2S} = 10^{10}$. Le décalage des axes de coordonnées de la courbe expérimentale avec les axes des courbes-type permet de déterminer les valeurs du produit kh et la valeur de l'effet de décompression du fluide dans le puits. En effet, en combinant les équations (2) et (3), on obtient :

$$P'_D \cdot \frac{t_D}{C_D} = \frac{kh}{141,2 q B \mu} \Delta P' \cdot \Delta t \quad (11)$$

qui s'écrit :

$$\log \left(P'_D \cdot \frac{t_D}{C_D} \right) - \log(\Delta P' \cdot \Delta t) = \log \frac{kh}{141,2 q B \mu} \quad (12)$$

Le membre de gauche de cette dernière équation correspond au 5d'écart des ordonnées représenté par Y sur la figure 3.

La valeur de Y permet de déterminer le produit kh. En effet, la valeur du débit de fluide q est généralement connue par des mesures ayant été préalablement effectuées avec un débitmètre ou un séparateur, et les valeurs du coefficient B de dilatation du 10fluide et de sa viscosité μ sont déterminées par l'analyse d'échantillons du fluide (analyse appelée habituellement "PVT"). En conséquence, la valeur du produit perméabilité - épaisseur kh peut être déterminée en connaissant la valeur Y mesurée.

De la même façon, l'équation (3) peut s'écrire

$$15 \quad \log \frac{t_D}{C_D} - \log \Delta t = \log 0,000295 \frac{kh}{\mu C} \quad (13)$$

Le membre de gauche de cette équation correspond au 201d'écart des abscisses de la courbe-type choisi et de la courbe expérimentale. Connaissant la valeur de ce décalage X ainsi que les valeurs de la viscosité μ et du produit kh, on déduit de l'équation (13) la valeur du coefficient C de l'effet de décompression du fluide du puits.

La valeur du coefficient S de l'effet pariétal est déterminé par la correspondance de la courbe expérimentale avec l'une des courbes-type, la correspondance des deux courbes conduisant à la 25valeur de $C_D e^{2S}$. La valeur de C_D est déterminée par la valeur de C par l'équation suivante :

$$C_D = \frac{0,8926 C}{\phi C_t h r^2} \quad (14)$$

dans laquelle $\phi C_t h$ représente le produit porosité-compressibilité-épaisseur, connu à partir d'études géologiques (telles que par exemple, l'analyse d'échantillons ou les diagraphies électriques) et r est le rayon du puits. La valeur du coefficient S peut donc être calculée à partir de la valeur de $C_D e^{2S}$.

Les courbes-type représentées sur les figures 1 et 2 correspondent au comportement d'un modèle théorique de formation homogène lorsqu'on impose soudainement une augmentation du débit du fluide produit par la formation, et plus spécialement lorsqu'on ouvre une vanne en surface du puits pour le faire produire à débit constant alors qu'il était fermé auparavant (courbe de "drawdown").

Selon l'une des caractéristiques de la présente invention, pour les analyses d'essais de puits correspondant à la fermeture du puits, la courbe expérimentale est tracée en échelle logarithmique en portant en abscisse les intervalles de temps Δt et en ordonnée :

$$\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \Delta t \cdot \Delta P' \quad (15)$$

t_p représentant la durée pendant laquelle la formation a été mise en production. L'analyse des essais de puits peut alors être faite par la comparaison de cette courbe expérimentale avec les courbes-type du graphe de la figure 2.

La représentation des courbes-type, avec en ordonnée $P'_D \cdot t_D / C_D$ et en abscisse t_D / C_D , est utilisable non seulement pour les formations souterraines homogènes mais également pour les formations non homogènes présentant par exemple une double porosité. La figure 4 montre un exemple d'application à une

formation ayant une double porosité. Dans ce cas, le fluide produit par la formation est contenu dans la matrice, c'est-à-dire dans la roche composant la formation, et dans les interstices ou fissures contenues dans la matrice. On a donc un système dans lequel le fluide, contenu dans la matrice s'écoule d'abord dans les fissures avant de passer dans le puits. Le coefficient ω caractérise le rapport du volume de fluide produit par les fissures au volume de fluide produit par le système total (matrice + fissure). Le coefficient λ caractérise le retard de la matrice à produire le fluide dans les fissures par rapport à la production des fissures elles-mêmes. Le graphe de la figure 4 correspond à un modèle théorique de formation ayant une double porosité. Sur ce graphe, on a représenté, en traits pleins, les courbes-type correspondant au modèle homogène, identiques à celles de la figure 2, en pointillés des courbes-type en choisissant comme index

$$\frac{\lambda C_D}{1 - \omega}$$

et en semi-pointillé des courbes-type en choisissant comme index

20

$$\frac{\lambda C_D}{\omega(1-\omega)}$$

Les courbes en pointillés représentent l'équation :

$$\frac{t_D}{C_D} \cdot P'_D = \frac{1}{2} \left[1 - \exp \left(- \frac{\lambda C_D}{1-\omega} \cdot \frac{t_D}{C_D} \right) \right] \quad (16)$$

25 Les courbes en semi-pointillés représentent l'équation :

$$\frac{t_D}{C_D} \cdot P'_D = \frac{1}{2} \exp \left(- \frac{\lambda C_D}{\omega(1-\omega)} \cdot \frac{t_D}{C_D} \right) \quad (17)$$

On a également représenté par des points une courbe expérimentale typique caractérisant une formation à double porosité. L'utilisation du graphe de la figure 4 permet de déterminer les valeurs des coefficients ω et λ , en plus des valeurs de

kh, C et S. On remarque que les courbes caractérisant le comportement d'un modèle hétérogène ont une forme très marquée en appliquant la méthode selon la présente invention.

La présente invention permet également de tracer sur un même
5 graphe théorique les courbes-type de la figure 2, $P'_D \cdot t_D / C_D$ en fonction de t_D / C_D mais également les courbes-type P_D en fonction de t_D / C_D décrites dans le brevet des Etats-Unis d'Amérique n° 4,328,705. La juxtaposition de ces deux séries de courbes-type sur un même graphe est montrée sur la figure 5. On peut en effet
10 réaliser cette superposition sur un même graphe car pour passer de $P'_D \cdot t_D / C_D$ aux données expérimentales qui sont $\Delta P' \cdot \Delta t$, il faut multiplier ces dernières par un coefficient qui est donné par l'équation (11). Pour passer de P_D aux données expérimentales ΔP , dans le cas des courbes-type du brevet cité, il faut
15 multiplier ces dernières par le même coefficient que précédemment. On peut donc superposer les deux séries de courbes-type et porter en ordonnée, avec une même échelle, P_D et $P'_D \cdot t_D / C_D$. Pour utiliser le graphe théorique de la figure 5, on utilise alors un même graphe expérimental comportant deux courbes
20 représentant en ordonnée les variations de pression ΔP pour l'une et $\Delta P'_D \cdot t_D / C_D$ pour l'autre, Δt étant porté en abscisse pour les deux courbes. Le graphe combiné de la figure 5 permet une comparaison plus précise des deux courbes expérimentales avec les courbes-type.

25 La méthode de détermination des caractéristiques d'une formation souterraine qui vient d'être décrite présente de nombreux avantages. Ainsi, l'analyse des essais de puits peut être effectuée à l'aide d'un seul graphe, alors que les méthodes de l'art antérieur font appel à un graphe général en échelle
30 logarithmique en utilisant toutes les données expérimentales et à un graphe spécialisé en échelle semi-logarithmique et ne prenant en compte qu'une partie des données expérimentales. Du fait du comportement des modèles de systèmes formation-puits au début et

- en fin d'un essai de puits (temps courts et temps longs sur les graphes) qui se traduit par des lignes droites de pentes bien définies pour les deux extrémités des courbes-type ,le calage de la courbe expérimentale avec les courbes-type peut se faire
- 5 sans ambiguïté. La combinaison des courbes-type de l'art antérieur avec les courbes-type de la présente invention sur un même graphe présente un avantage certain. De plus, la définition d'un nouveau temps, donné par l'équation (15), permet d'analyser les essais de puits effectués par la fermeture du puits.
- 10 Il va sans dire que la présente invention ne se limite pas aux seuls modes de réalisation qui ont été décrits à titre d'exemples explicatifs mais nullement limitatifs. Ainsi, l'évolution des valeurs de pression ou de la dérivée des valeurs mesurées de pression peut être comparée à l'évolution théorique, calculée à
- 15 partir d'un modèle de réservoir théorique, à l'aide de moyens informatiques tel qu'un ordinateur.

REVENDEICATIONS

1. Méthode de détermination des caractéristiques physiques d'un système formé d'un puits et d'une formation souterraine contenant un fluide et communiquant avec ledit puits, ladite formation présentant de l'effet pariétal et/ou le fluide se comprimant ou se décompressant dans le puits et ladite formation étant homogène ou hétérogène, méthode selon laquelle on provoque un changement de débit dudit fluide et on mesure une grandeur caractéristique de la pression P du fluide à des intervalles de temps successifs Δt , ladite méthode étant caractérisée en ce que l'on compare,
 - 10 - d'une part, à partir d'un modèle théorique de système de puits-réservoir, l'évolution théorique du logarithme de la dérivée P'_D de la pression sans dimension en fonction du logarithme de t_D/C_D , ladite dérivée P'_D étant par rapport à t_D/C_D , t_D représentant le temps sans dimension et C_D le coefficient sans dimension de l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits, avec
 - d'autre part, l'évolution expérimentale du logarithme de la dérivée $\Delta P'$ de la pression en fonction du logarithme des intervalles de temps correspondants Δt , ladite dérivée $\Delta P'$ étant par rapport au temps t ,
 - 20 et en ce que l'on détermine de la comparaison desdites évolutions théorique et expérimentale au moins une caractéristique du système puits-formation, choisie parmi le produit kh de la perméabilité k par l'épaisseur de ladite formation h , le
 - 25 coefficient C ,
2. Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que la dite évolution théorique est celle du logarithme du produit $P'_D \cdot t_D/C_D$ en fonction du logarithme de t_D/C_D et ladite évolution
 - 30 expérimentale est celle du logarithme du produit $\Delta P' \cdot \Delta t$ en fonction du logarithme de Δt .

3. Méthode selon la revendication 1 ou 2, caractérisée en ce que ladite évolution calculée est également fonction d'une grandeur caractéristique du produit C_D^{2S} et en ce qu'on détermine la valeur du coefficient S de l'effet pariétal.
- 5 4. Méthode selon l'une des revendications précédentes caractérisée en ce que, lorsque la formation étudiée présente une double porosité, ladite évolution théorique est en plus fonction des index $\frac{\lambda C_D}{1-\omega}$ et $\frac{\lambda C_D}{\omega(1-\omega)}$ dans lesquelles λ caractérise le retard de production de fluide par la roche de la formation
10 souterraine comparé à la production de fluide par les fissures de la formation souterraine et ω représente le rapport du volume de fluide produit par les dites fissures par le volume de fluide produit par le système total et en ce que l'on détermine de la comparaison des évolutions théorique et expérimentale les valeurs
15 de λ et ω .
5. Méthode selon l'une des revendications 2 à 4 caractérisée en ce que lorsque ledit changement de débit du fluide correspond à la fermeture du puits, on compare ladite évolution calculée avec
20 l'évolution expérimentale du logarithme de l'expression :
- $$\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \cdot \Delta t \cdot \Delta P'$$
- 25 en fonction du logarithme des intervalles de temps Δt , t_p étant le temps pendant lesquels le puits a été mis en production.
6. Méthode selon les revendications 1 et 3 caractérisée en ce que l'on trace un graphe théorique de courbes-type en coordonnées
30 cartésiennes et en échelle logarithmique, ledit graphe représentant ladite évolution théorique de la dérivée P'_D , en fonction de t_D/C_D .

7. Méthode selon les revendications 4 et 6 caractérisées en ce qu'on trace en plus deux familles de courbe-types correspondant aux index $\frac{\lambda C_D}{1-\omega}$ et $\frac{\lambda C_D}{\omega(1-\omega)}$.
8. Méthode selon l'une des revendications 6 et 7 caractérisée en ce qu'on trace une courbe expérimentale en coordonnées cartésiennes et avec la même échelle logarithmique que ledit graphe théorique, ladite courbe expérimentale représentant ladite évolution expérimentale de $\Delta P'$ en fonction de Δt , en ce qu'on fait correspondre ladite courbe expérimentale avec l'une des courbes-type dudit graphe théorique et en ce qu'on détermine au moins l'une des caractéristiques kh , C , S , λ et ω par le décalage des axes de coordonnées du graphe théorique et de la courbe expérimentale et par le choix de l'une des courbes-type.
9. Méthode selon la revendication 8, caractérisée en ce qu'on détermine le coefficient C par le décalage des axes d'ordonnées de la courbe expérimentale et du graphe théorique, kh par le décalage des axes d'abscisses de la courbe expérimentale et du graphe théorique et S , ω et λ par le choix de la courbe-type du graphe théorique correspondant à la courbe expérimentale.
10. Méthode selon les revendications 2 et 3 caractérisée en ce que l'on trace un graphe théorique de courbes-type en coordonnées cartésiennes et en échelle logarithmique, ledit graphe représentant ladite évolution théorique du produit $P' \cdot t_D / C_D$, en fonction de t_D / C_D .
11. Méthode selon les revendications 4 et 10 caractérisée en ce qu'on trace en plus deux familles de courbes-type correspondant aux index $\frac{\lambda C_D}{1-\omega}$ et $\frac{\lambda C_D}{\omega(1-\omega)}$.

12. Méthode selon la revendication 10 ou 11 caractérisée en ce qu'on trace une courbe expérimentale en coordonnées cartésiennes et avec la même échelle logarithmique que ledit graphe théorique, ladite courbe expérimentale représentant ladite évolution expérimentale de produit $\Delta P' \cdot \Delta t$, en fonction de Δt , en ce qu'on fait correspondre ladite courbe expérimentale avec l'une des courbes-type dudit graphe théorique et en ce qu'on détermine au moins l'une des caractéristiques k_h , C , S , λ et ω par le décalage des axes de coordonnées du graphe théorique et de la courbe expérimentale et par le choix de l'une des courbes-type.

13. Méthode selon la revendication 12, caractérisée en ce qu'on détermine le coefficient k_h par le décalage des axes d'ordonnées de la courbe expérimentale et du graphe théorique, C par le décalage des axes d'abscisses de la courbe expérimentale et du graphe théorique et S par le choix de la courbe-type du graphe théorique correspondant à la courbe expérimentale.

14. Graphes théoriques tels qu'obtenus par l'application de la méthode définie aux revendications 6 à 13.

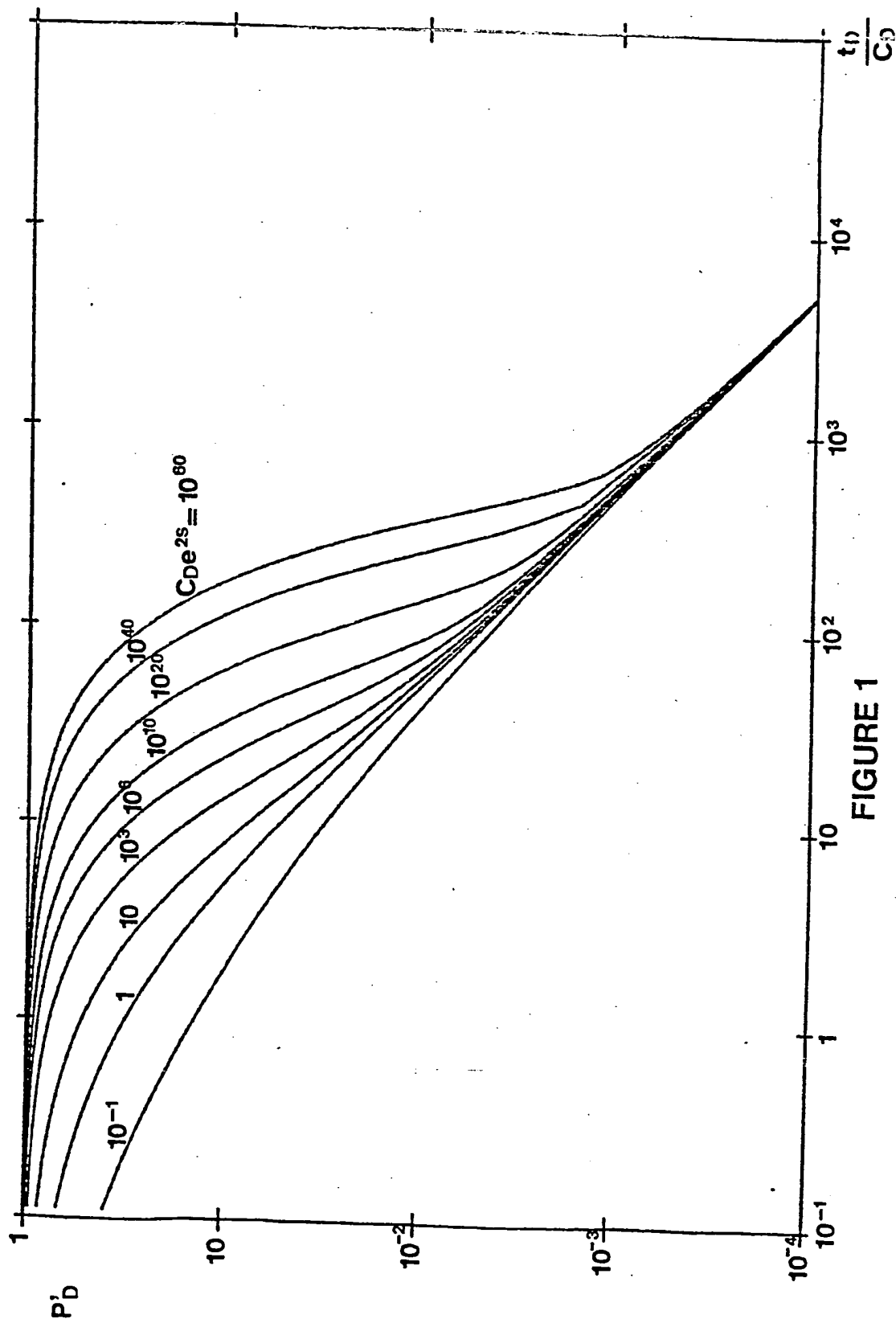


FIGURE 1

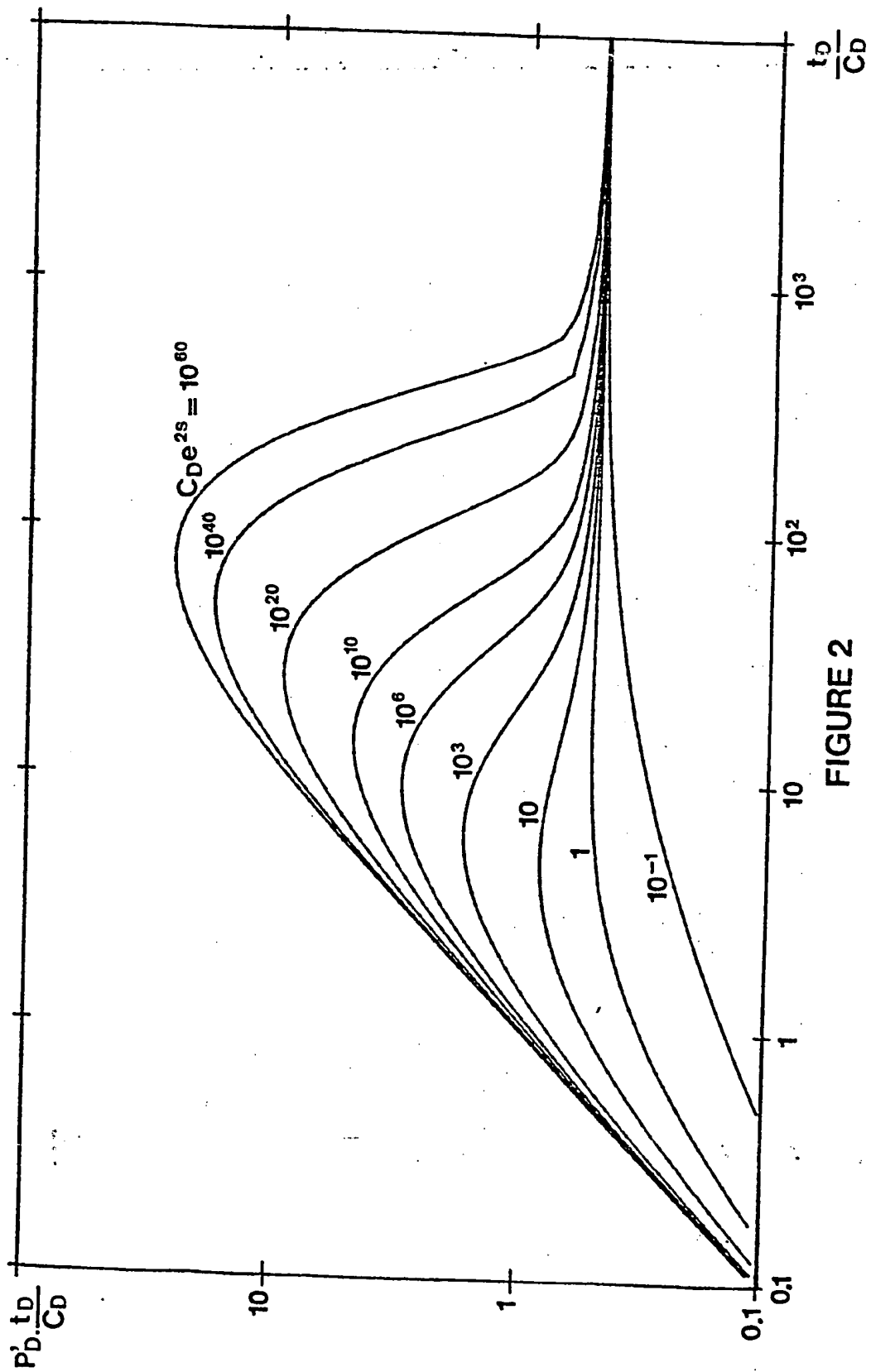


FIGURE 2

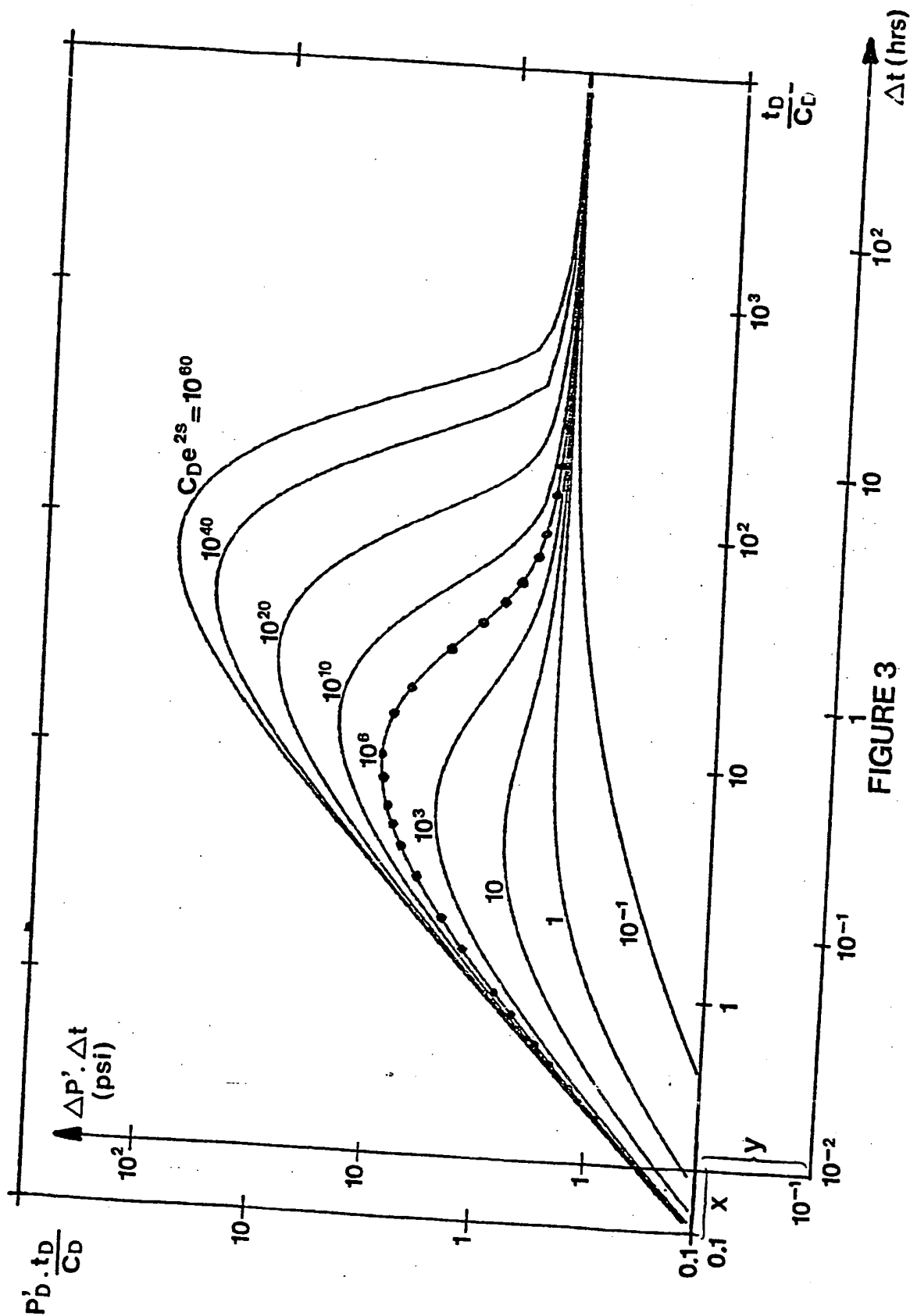


FIGURE 3

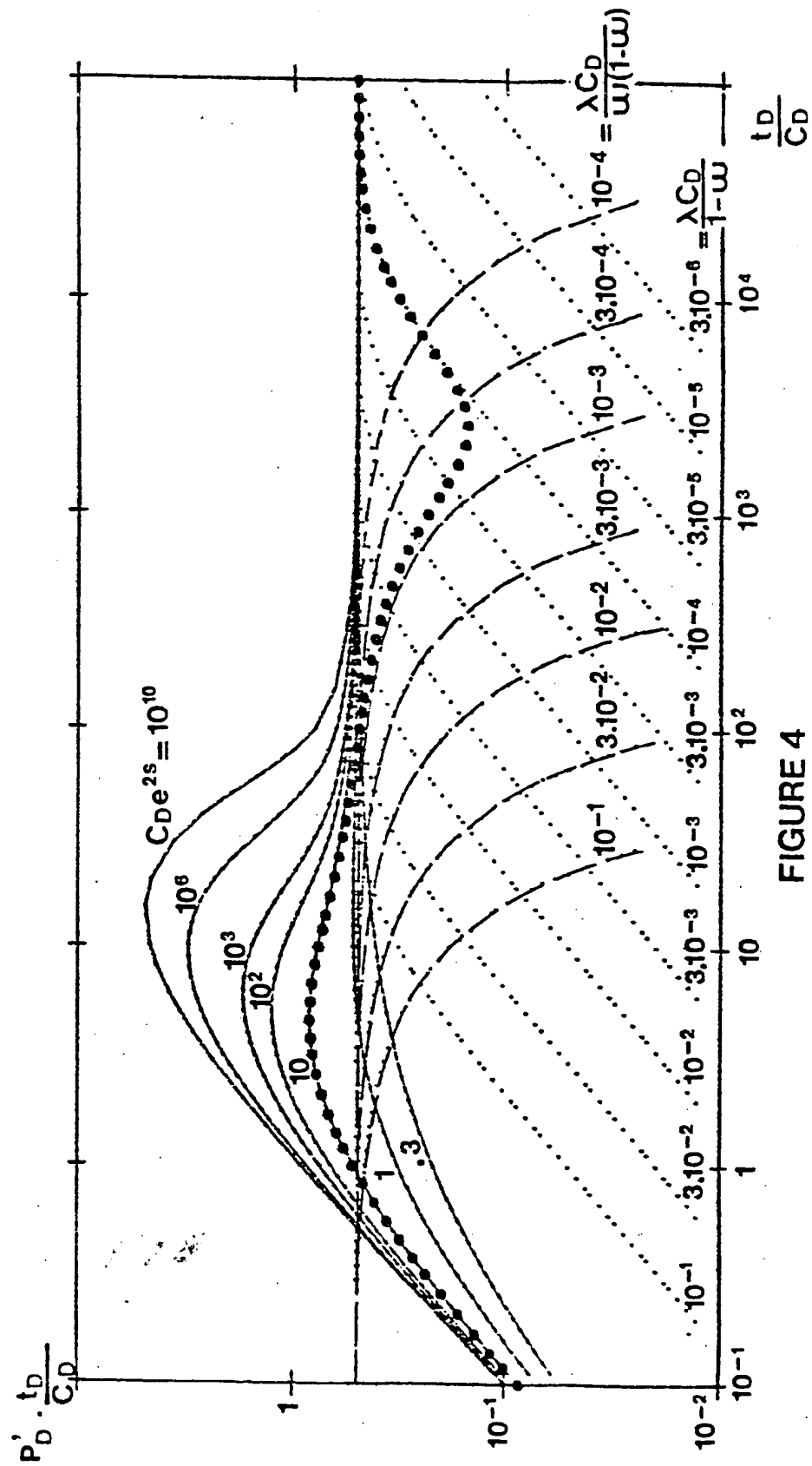


FIGURE 4

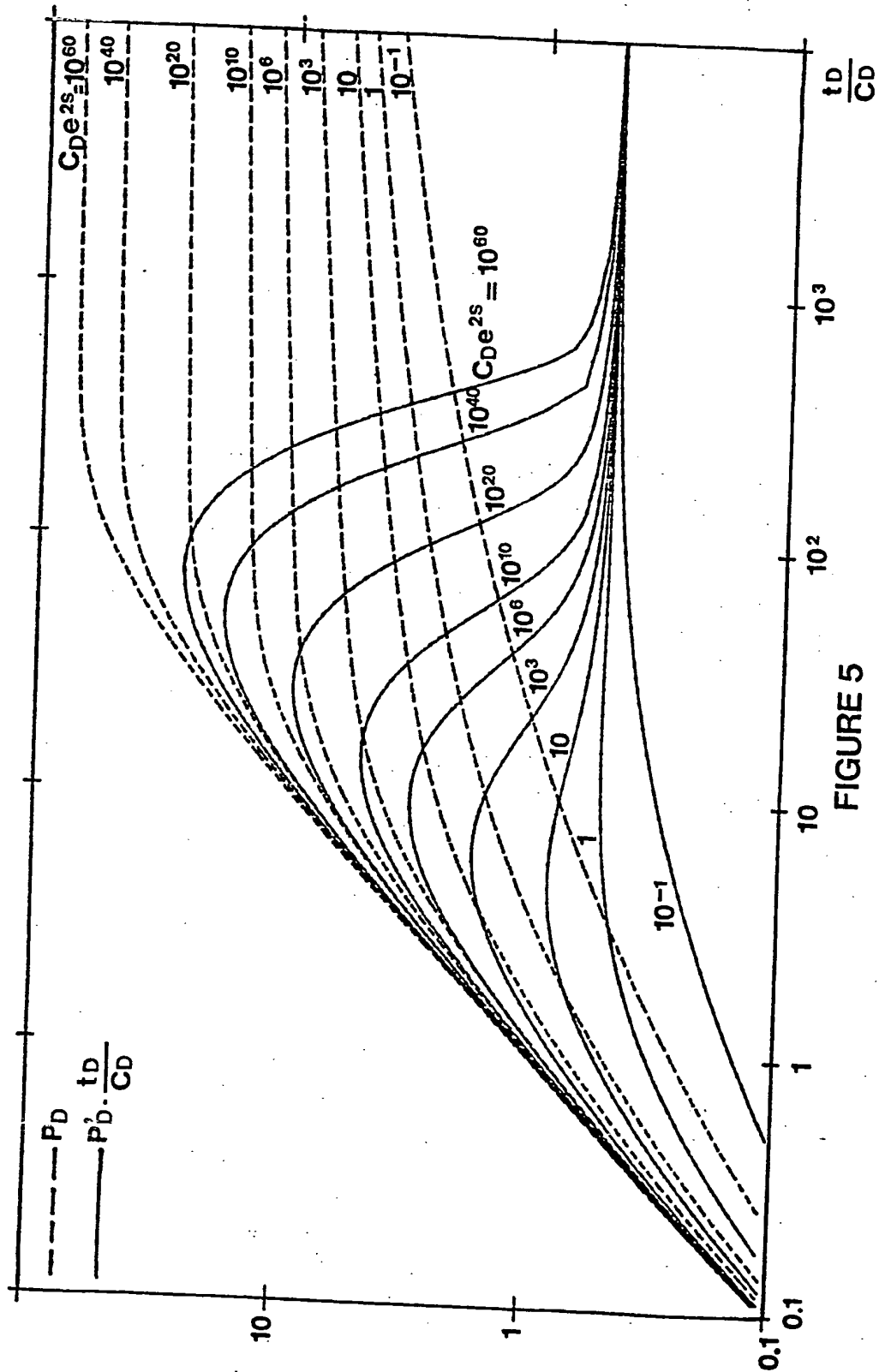


FIGURE 5



Office européen
des brevets

RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE

0125164

Numéro de la demande

EP 84 40 0781

| DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS | | | |
|---|---|---|---|
| Catégorie | Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes | Revendication concernée | CLASSEMENT DE LA DEMANDE (Int. Cl. ³) |
| A,D | US-A-4 328 705 (GRINGARTEN) * Revendication 1 * | 1 | E 21 B 49/00 E 21 B 49/08 E 21 B 47/10 E 21 B 47/06 |
| A | --- US-A-3 550 445 (KIEL) * Colonne 2, lignes 5-52 * | 1 | |
| A | --- US-A-3 604 256 (PRATS) * En entier * | 1 | |
| A | --- US-A-3 636 762 (KUO) * Colonne 2, ligne 47 - colonne 4, ligne 23 * | 1 | |
| P,X | --- WORLD OIL, vol. 196, no. 6, mai 1983, pages 95-106, Houston, Texas, US; D. BOURDET et al.: "A new set of type curves simplifies well test analysis" * En entier * | 1-14 | DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl. ³) E 21 B |
| Le présent rapport de recherche a été établi pour toutes les revendications | | | |
| Lieu de la recherche LA HAYE | | Date d'achèvement de la recherche 10-07-1984 | Examineur SOGNO M.G. |
| CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES | | | |
| X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire | | T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant | |

THIS PAGE BLANK (USPTO)